

容量市場について

2021年1月25日

資源エネルギー庁

本日の議論

- 前回の本部会では、来年度オークションに向けて以下の5つの論点について、議論して進めていくことを整理した。
 - (1) 供給力の管理・確保
 - (2) 入札価格の妥当性の確保
 - (3) 小売事業環境の激変緩和
 - (4) オークション結果の情報公開
 - (5) カーボンニュートラルとの整合性確保（非効率石炭フェードアウト）
- その後、厳しい寒さの継続等により電力需給が逼迫。容量市場の見直しに関しても一定の影響を及ぼしうるものであり、今般の電力需給に関して議論を行った上で、引き続き、容量市場の見直しの更なる検討を進めていくこととしてはどうか。
- 本日は、現時点での検証・議論内容を踏まえて、どのような観点で、容量市場において影響があると考えられるのか、ご議論をいただきたい。特に、容量市場における供給力の管理・確保については、今般の電力需給の逼迫との関係で一定の影響があり得るものと考えられるが、どのように考えるか。
- また、その他の見直しの論点に関しては、議論の深掘りを続けることとし、本日は、入札価格の妥当性の確保、小売事業環境の激変緩和、オークション結果の情報公開について、さらにご議論をいただきたい。

(参考) 来年度のオークションに向けた議論

- 前回の容量市場のオークションは、制度や仕組みの内容について、オークションの募集要綱や業務マニュアルに反映し、周知や具体的な運用の準備を行いながら、事業者の参加登録、需要曲線の公表等の手順を踏んで進めてきたところ。
- 来年度オークションは、見直しを行う部分について、上記に反映していくことを想定。

来年度のオークションに向けた論点		議論状況
供給力の管理・確保	<ul style="list-style-type: none"> ● メインオークションにおける調達量の考え方 (本日) 視点の確認 	<ul style="list-style-type: none"> ・第42回、43回、44回、45回 制度検討作業部会で議論 ・第27回、28回、29回容量市場検討会で議論
入札価格の妥当性の確保	<ul style="list-style-type: none"> ● 入札価格の事前確認制 本日まで議論 	<ul style="list-style-type: none"> ・第42回、43回、44回、45回 制度検討作業部会で議論
小売事業環境の激変緩和	<ul style="list-style-type: none"> ● 現行の経過措置・逆数入札に替わる新たな措置 本日まで議論 	<ul style="list-style-type: none"> ・第42回、43回、44回、45回 制度検討作業部会で議論
オークション結果の情報公開	<ul style="list-style-type: none"> ● オークション結果の情報公開のあり方 本日まで議論 	<ul style="list-style-type: none"> ・第42回、43回、44回、45回 制度検討作業部会で議論
カーボンニュートラルとの整合性確保	<ul style="list-style-type: none"> ● 対象範囲の考え方及び基準と誘導措置におけるインセンティブ設計 (本日) 視点の確認 	<ul style="list-style-type: none"> ・第42回、43回、44回、45回 制度検討作業部会で議論

1. 今般の電力需給の状況及び市場動向の影響について

2. 来年度オークションに向けた対応について

- (1) 入札価格の妥当性の確保
- (2) 小売事業環境の激変緩和
- (3) オークション結果の情報公開

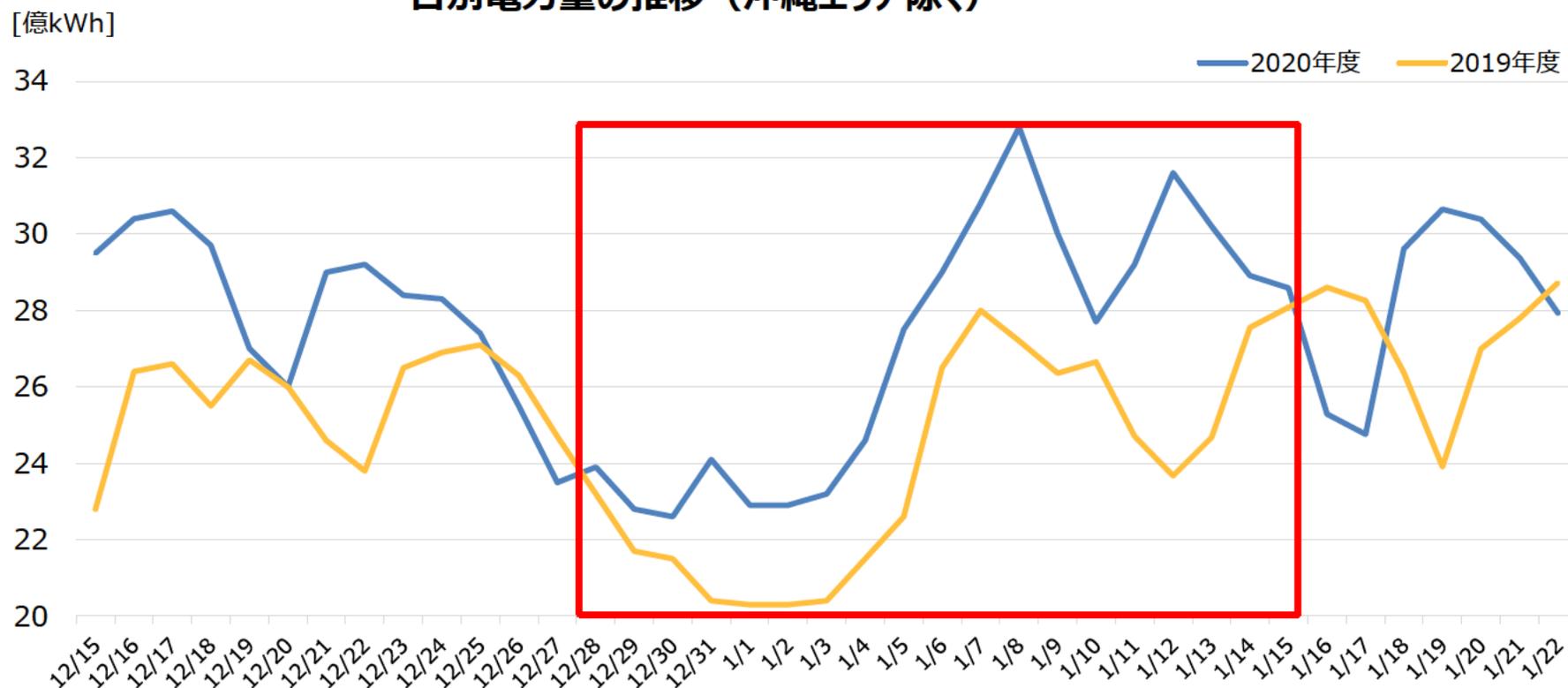
電力需給の状況（電力量の推移）

第29回 電力・ガス基本政策小委員会
資料4-1を一部修正

- 今冬は、12月下旬から1月上旬にかけて「数年に一度レベル」の非常に強い寒気が流れ込み、電力需要は昨年度の同期間と比べ約1割増加。

昨年度との比較

1月前半の電力需要は昨年度と比べ約1割増加
日別電力量の推移（沖縄エリア除く）



電力需給の状況（予備率の推移）

- 厳しい寒さで電力需要が大幅に増えている一方、天候の不順により太陽光等の再エネの発電量が減少し、LNGの在庫減少によりガス火力発電の稼働が抑制されたことで、**全国的に電力需給が厳しい状況**となった。

各エリアの予備率の見通し（当日朝断面）

1日のうち最も厳しかった時間帯（使用率ピーク時）の予備率[%]

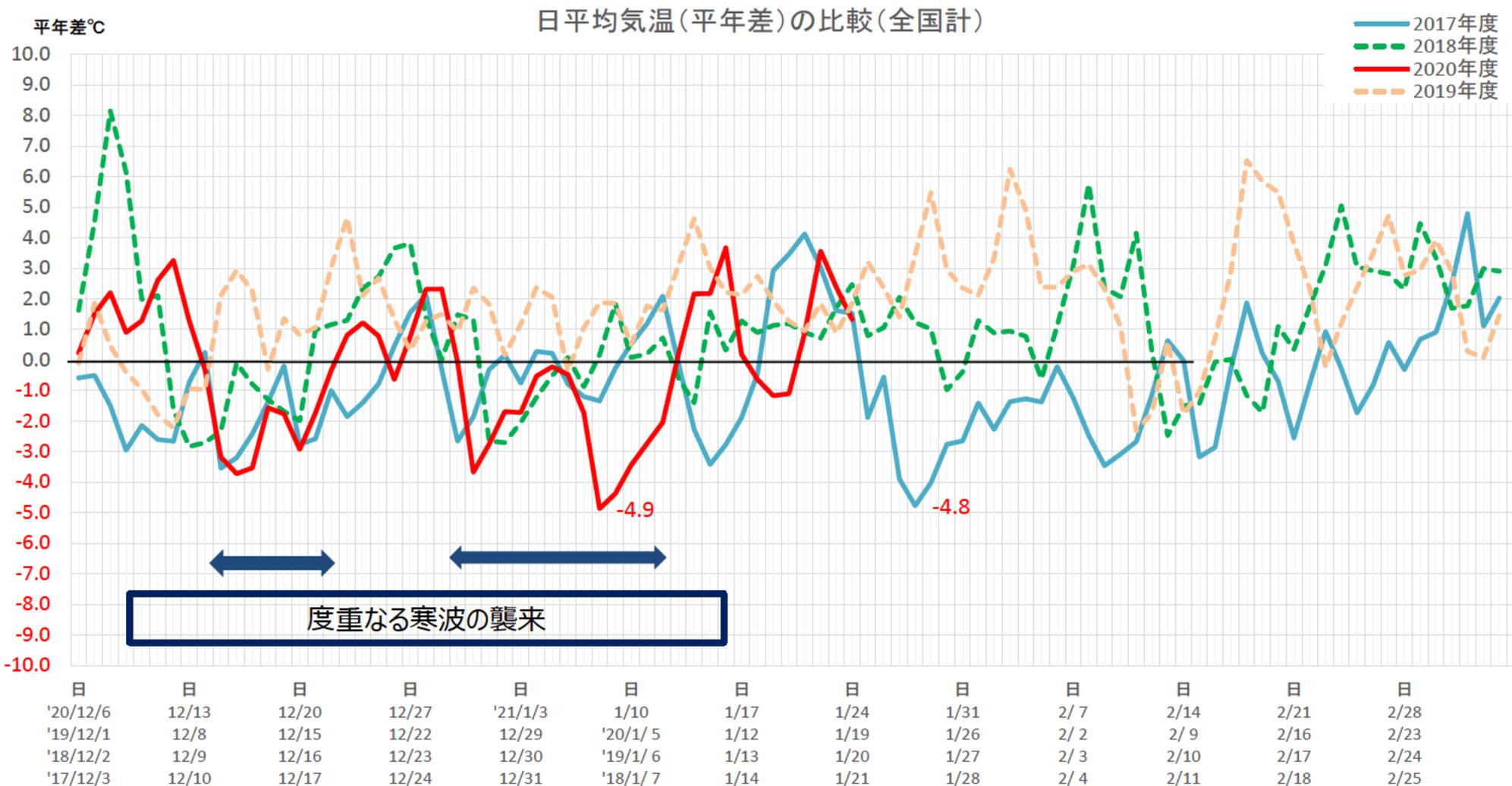
日付	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
1/3(日)	9	8	5	15	14	16	9	19	12	39
1/4(月)	7	13	12	15	16	14	9	17	8	41
1/5(火)	6	5	8	15	11	4	8	8	5	34
1/6(水)	6	2*	5	13	7	7	8	7	7	34
1/7(木)	8	4	10	10	2*	2*	-1*	3	2*	27
1/8(金)	1*	1*	10	6	1*	2*	3	2*	4	28
1/9(土)	13	7	14	13	2*	1*	3	3	6	25
1/10(日)	11	11	15	15	9	4	2*	10	3	33
1/11(月)	10	9	17	11	8	11	1*	6	3	35
1/12(火)	5	3	7	5	6	1*	5	2*	4	29
1/13(水)	11	8	11	10	3	5	3	5	4	27
1/14(木)	7	9	14	15	6	9	5	3	8	34
1/15(金)	7	11	12	16	5	14	4	2*	9	36
1/16(土)	15	13	18	15	10	10	7	9	17	28
1/17(日)	13	10	15	18	5	14	6	8	9	31

※ 3%未満のエリアでも、他エリアからの融通等を考慮すると3%を確保。

※ でんき予報では、供給力の変動をリアルタイムで反映できるシステムではないため、予備率がマイナスとなる場合もあるが、供給力は確保されている。

気温要因の分析

- 昨年末から断続的に数年に一度クラスの強い寒波が流入。12月中旬以降、平均気温を大きく下回る日が多数あった。



電力需要実績 2021年1月：日別最大電力と電力量

 厳寒想定需要を上回った日

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
厳寒想定	[万kW]	541	1,455	5,298	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	116	16,016
1/7	[万kW]	528	1,352	4,587	2,269	505	2,482	1,093	497	1,606	107	14,889
(木)	[億kWh]	1.17	2.97	9.41	4.60	1.10	4.99	2.27	1.00	3.25	0.21	30.98
1/8	[万kW]	522	1,480	4,815	2,409	534	2,561	1,124	507	1,595	112	15,605
(金)	[億kWh]	1.18	3.22	10.02	4.93	1.16	5.36	2.40	1.07	3.41	0.23	32.98
1/9	[万kW]	499	1,345	4,422	1,978	461	2,304	1,023	469	1,469	116	13,971
(土)	[億kWh]	1.10	3.03	9.25	4.26	1.05	4.91	2.22	0.99	3.16	0.24	30.21
1/10	[万kW]	489	1,300	4,303	1,783	426	2,101	935	422	1,379	103	13,192
(日)	[億kWh]	1.07	2.86	8.77	3.79	0.94	4.44	2.02	0.89	2.91	0.21	27.90
1/11	[万kW]	490	1,308	4,649	2,107	418	2,206	977	424	1,370	98	13,996
(月)	[億kWh]	1.10	2.87	9.47	4.37	0.94	4.57	2.06	0.90	2.88	0.21	29.36
1/12	[万kW]	512	1,414	5,094	2,356	468	2,594	1,072	496	1,439	110	15,519
(火)	[億kWh]	1.12	3.02	10.35	4.80	1.02	5.12	2.16	0.99	3.03	0.22	31.85
1/13	[万kW]	478	1,315	4,826	2,323	481	2,431	997	461	1,379	99	14,746
(水)	[億kWh]	1.07	2.89	9.66	4.66	1.04	4.91	2.08	0.94	2.92	0.20	30.43
1/14	[万kW]	491	1,310	4,611	2,239	465	2,334	974	437	1,298	95	14,163
(木)	[億kWh]	1.10	2.85	9.23	4.50	1.02	4.65	1.98	0.88	2.69	0.20	29.11
1/15	[万kW]	491	1,301	4,712	2,178	462	2,245	973	427	1,261	88	14,059
(金)	[億kWh]	1.10	2.82	9.45	4.34	1.00	4.46	1.98	0.87	2.57	0.19	28.78
1/16	[万kW]	478	1,177	3,779	1,770	406	1,899	809	351	1,087	92	11,682
(土)	[億kWh]	1.01	2.62	7.99	3.81	0.92	4.08	1.76	0.76	2.33	0.19	25.48
1/17	[万kW]	460	1,210	4,041	1,657	401	1,933	858	374	1,247	98	12,267
(日)	[億kWh]	1.01	2.58	8.00	3.45	0.88	3.90	1.73	0.75	2.44	0.19	24.94

※厳寒想定需要は、各エリアの不等時性を考慮した値

(参考) 厳寒H1需要発生日数 (過去実績との比較)

第29回 電力・ガス基本政策小委員会
資料4-1

年度		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
2016	12月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	12月	0	1	0	0	3	4	4	0	0	0	12
	1月	1	4	3	1	5	6	6	5	3	0	34
	2月	0	0	2	0	2	6	6	4	2	0	22
2018	12月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2月	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
2019	12月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	12月	0	3	2	2	0	0	0	0	0	0	7
	1月※	0	1	0	2	1	2	1	1	2	1	11

※2020年度は1月17日までの速報値であり、今後値の変更もありうることに留意が必要。

○1月値比較

年度		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
2017	H1想定	516	1,392	4,910	2,364	512	2,404	1,041	477	1,514	117	15,247
	最大実績	525	1,462	5,124	2,378	541	2,564	1,103	508	1,540	103	15,848
2020	H1想定※	541	1,455	5,298	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	116	16,016
	最大実績	528	1,480	5,094	2,409	534	2,594	1,124	507	1,606	116	15,605

※2020年度分のH1想定は不等時性考慮後の値を使用。

(参考) 2020年度冬季需給検証

- 厳冬H1需要に対し、安定供給に最低限必要とされる予備率3%は確保できる見通し。

【12月】

(送電端,万kW,%)

	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①厳冬想定需要	6,411	524	1,339	4,548	8,408	2,274	504	2,486	1,076	505	1,562	14,819	112
②供給力	7,085	579	1,479	5,026	8,781	2,448	521	2,567	1,111	521	1,613	15,865	161
③供給予備力②-①	674	55	141	478	373	174	16	81	35	16	51	1,047	49
供給予備率③÷①	10.5	10.5	10.5	10.5	4.4	7.6	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	7.1	43.4

【1月】

(送電端,万kW,%)

	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①厳冬想定需要	7,295	541	1,455	5,298	8,605	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	15,900	116
②供給力	7,525	566	1,500	5,459	9,069	2,480	558	2,692	1,156	531	1,651	16,594	158
③供給予備力②-①	231	25	44	161	463	127	29	138	59	27	84	694	41
供給予備率③÷①	3.2	4.7	3.0	3.0	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	4.4	35.5

【2月】

(送電端,万kW,%)

	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①厳冬想定需要	7,137	541	1,420	5,176	8,488	2,321	523	2,520	1,082	497	1,545	15,625	116
②供給力	7,584	575	1,509	5,499	9,028	2,468	556	2,680	1,151	528	1,644	16,611	159
③供給予備力②-①	446	34	89	324	540	148	33	160	69	32	98	986	43
供給予備率③÷①	6.3	6.3	6.3	6.3	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.3	37.1

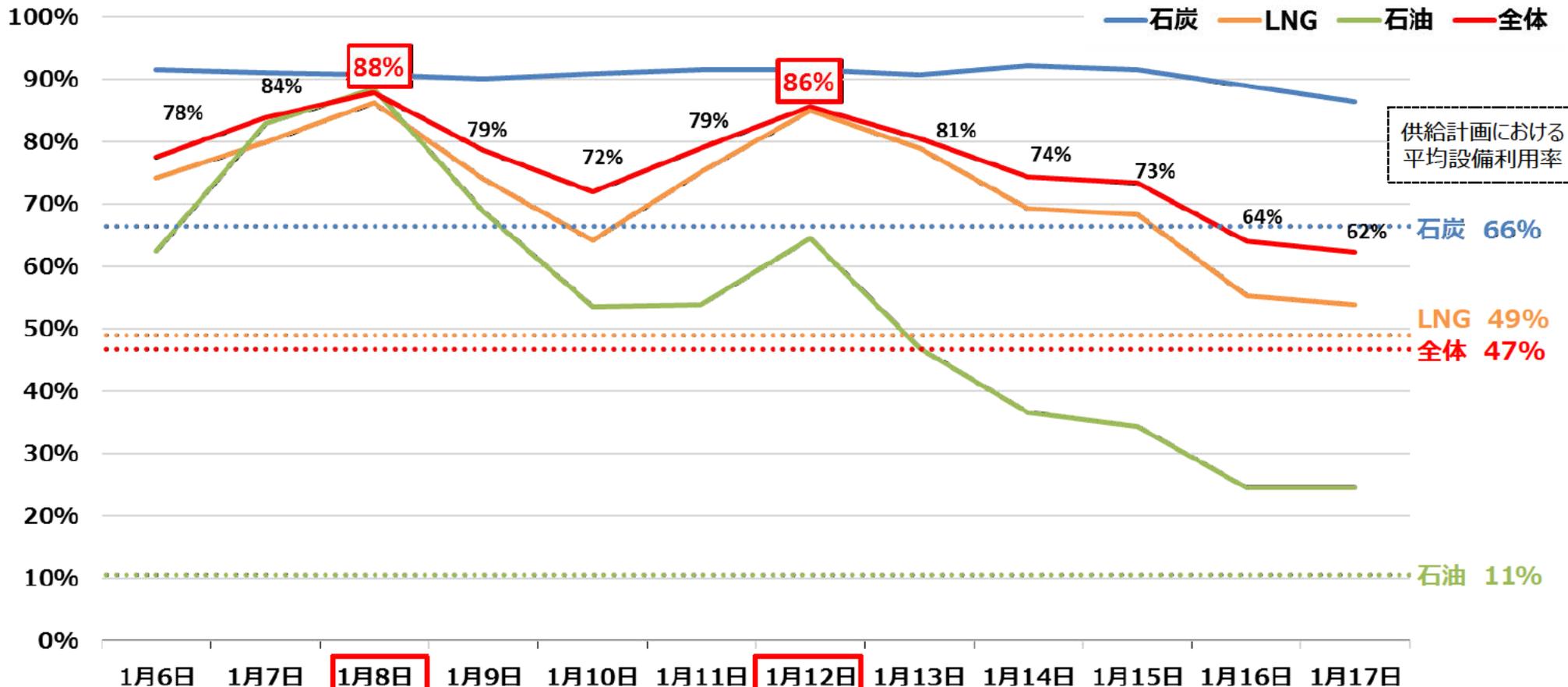
※供給力、供給予備率等はエリア間融通を勘案後の数値

※需給検証においては、最も厳しい断面において予備率が確保できているかを確認することを目的としており、上表においては新型コロナウイルスの影響による需要の減少見通しは考慮していない。

※厳寒想定需要は、各エリアの不等時性を考慮した値

火力発電設備利用率 日別比較

- 火力発電の設備利用率を見ると、燃料種を問わず、供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率（点線部）を常時上回る状態が継続。
- 特に全国的に寒波が訪れた1月8日、12日においては、火力全体の設備利用率が約90%となった。



※旧一般電気事業者等（北海道電力、東北電力、JERA、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、電源開発、酒田共同火力発電、相馬共同火力、常磐共同火力）が所有する火力発電所（沖縄に立地する発電所を除く）を対象に各社ヒアリングにより集計。トラブル等による停止は含んでいるものの、長期休止電源は含んでいない。

※「設備利用率 = 発電電力量(送電端、24時間値)/24/定格出力」として求めている。ただし一部、送電端で発電電力量が計測困難な発電所について、発電端の値を使用している。

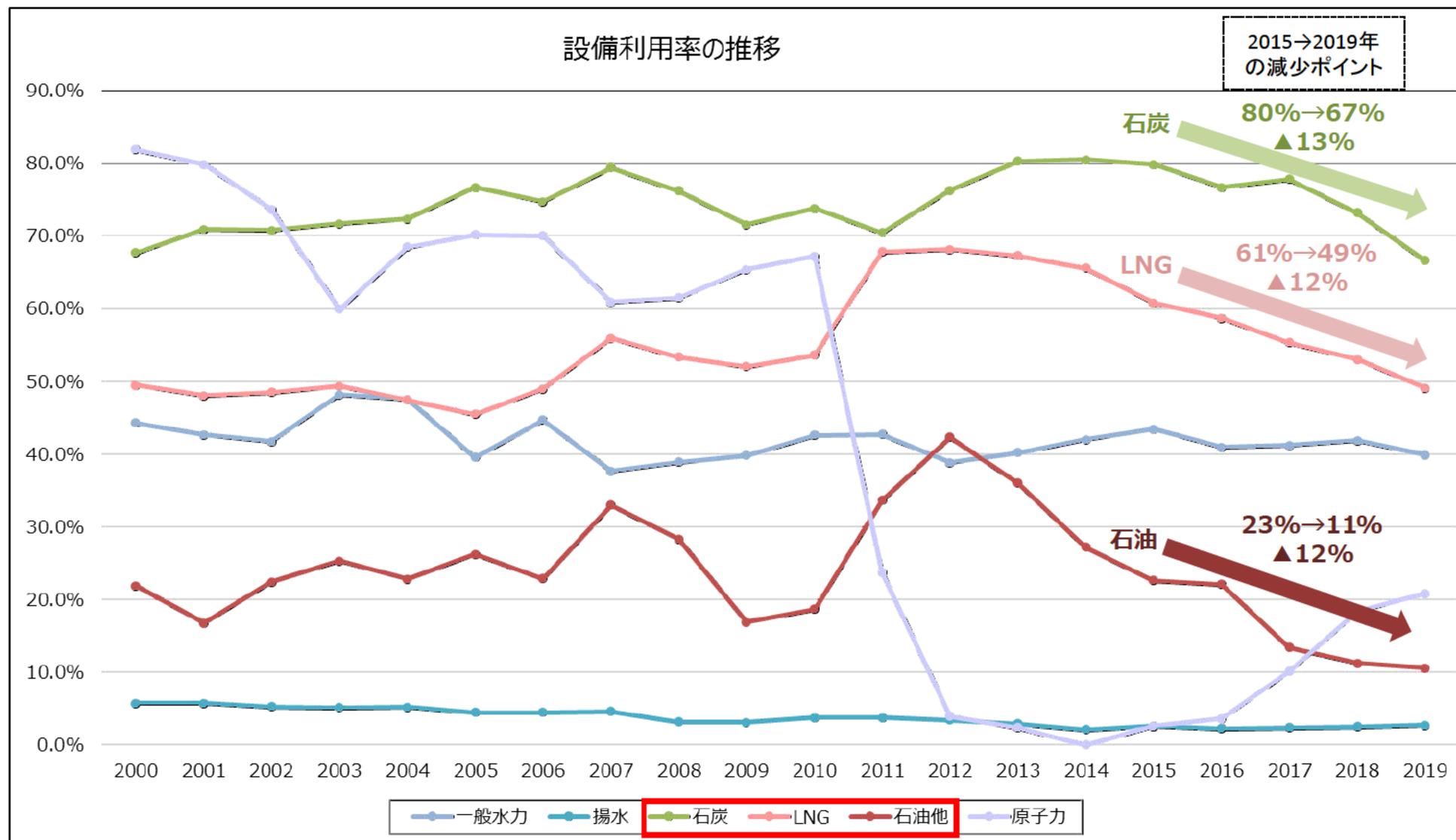
※燃料が混焼の場合、最も割合が多い主燃料によって燃料種を区分している。

※グラフ中の点線は、2020年度供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率を示している。それぞれの値は燃料別に、石炭66.4%、LNG48.9%、石油10.6%、火力全体46.8%である。

(参考) 供給計画取りまとめにおける設備利用率

第28回電力・ガス基本政策小委員会
(2020年10月30日) 資料7を一部修正

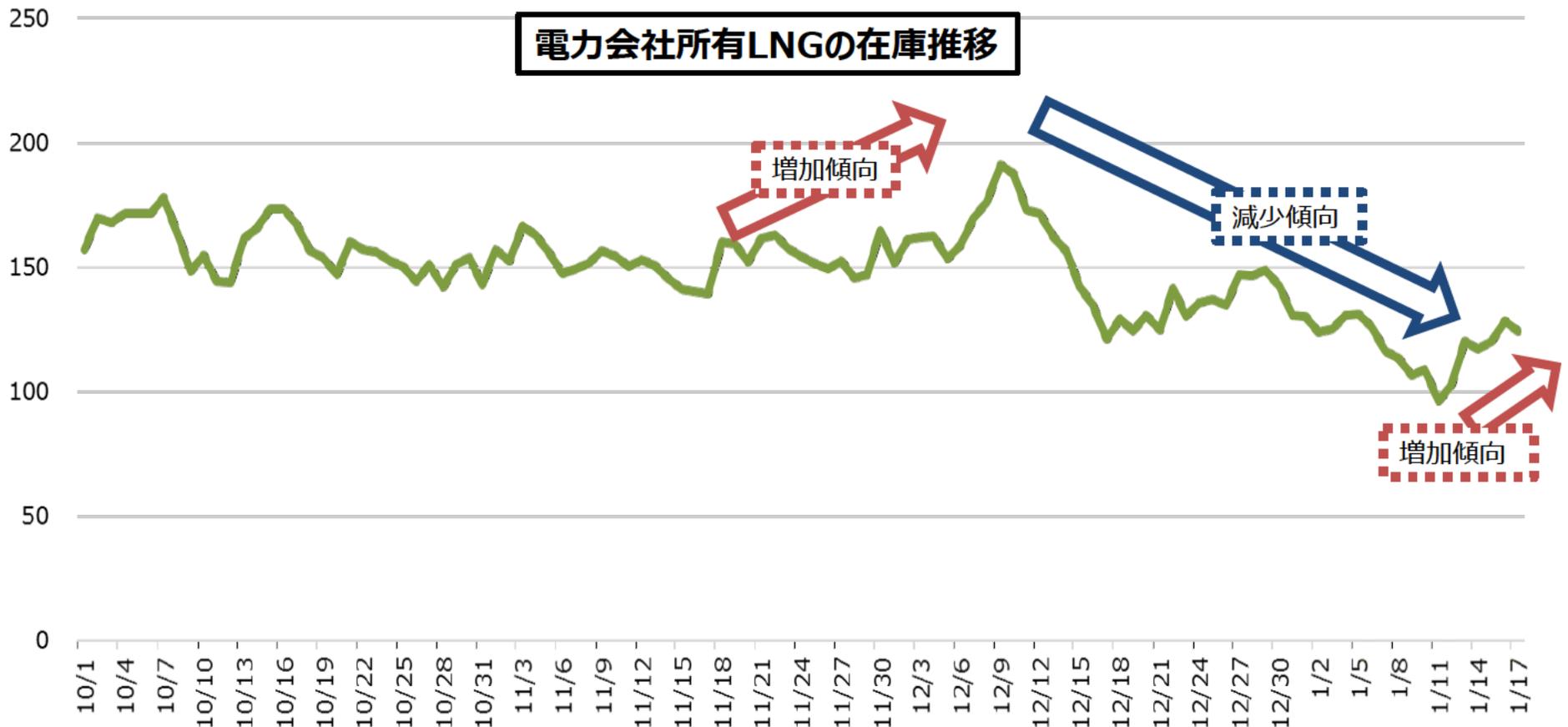
- 2015年以降、火力電源の設備利用率は減少傾向。



LNGの在庫の推移

- 12月上旬までは冬季の需要増に備え、LNG在庫量は全国的に増加傾向であったが、**電力需要**が例年に比べて大幅に増えたこと等により、**12月中旬以降大幅に下落**。
- **1/10頃が在庫下振れのピーク**であり、12月上旬の水準までは戻っていないものの、**在庫量は回復傾向**。

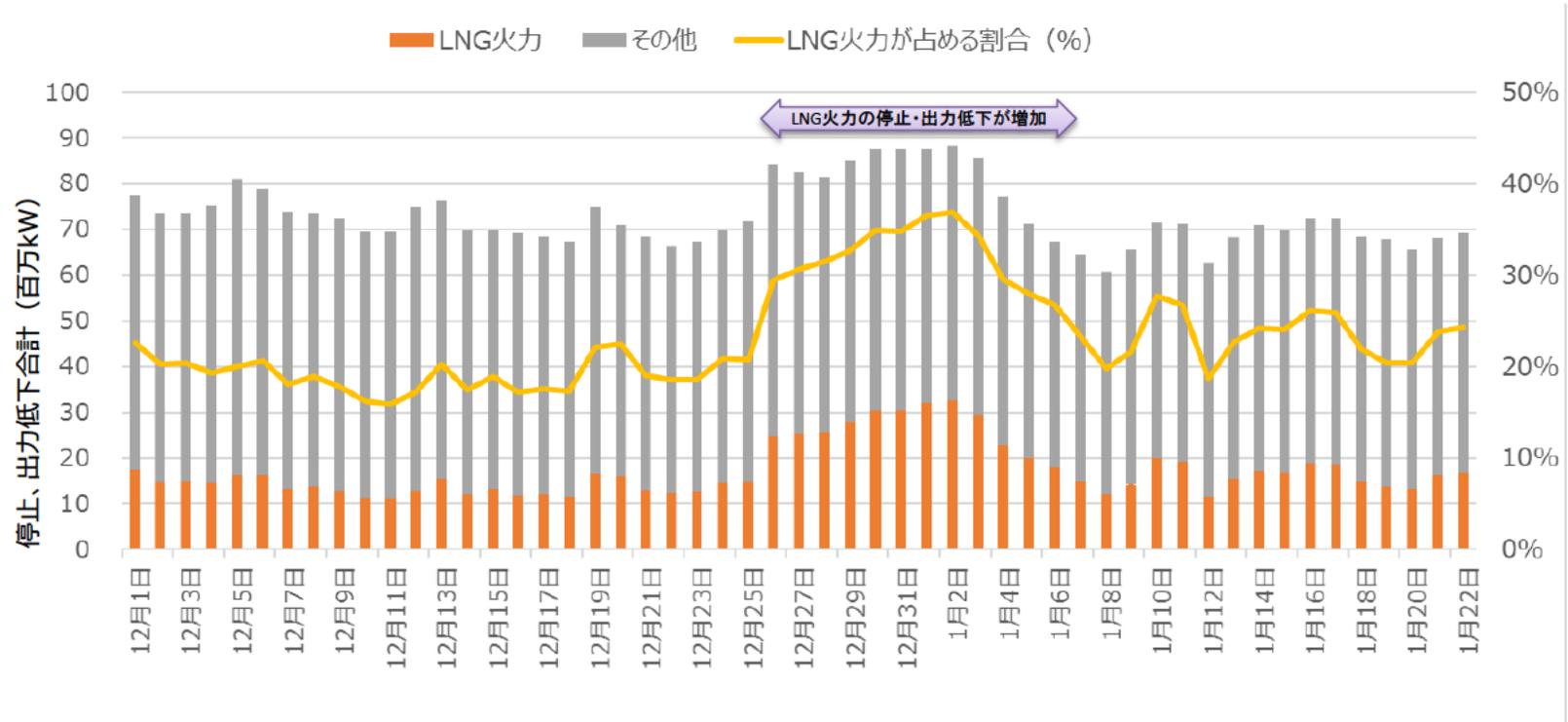
単位：万トン



1-3.電源の停止・出力低下の状況

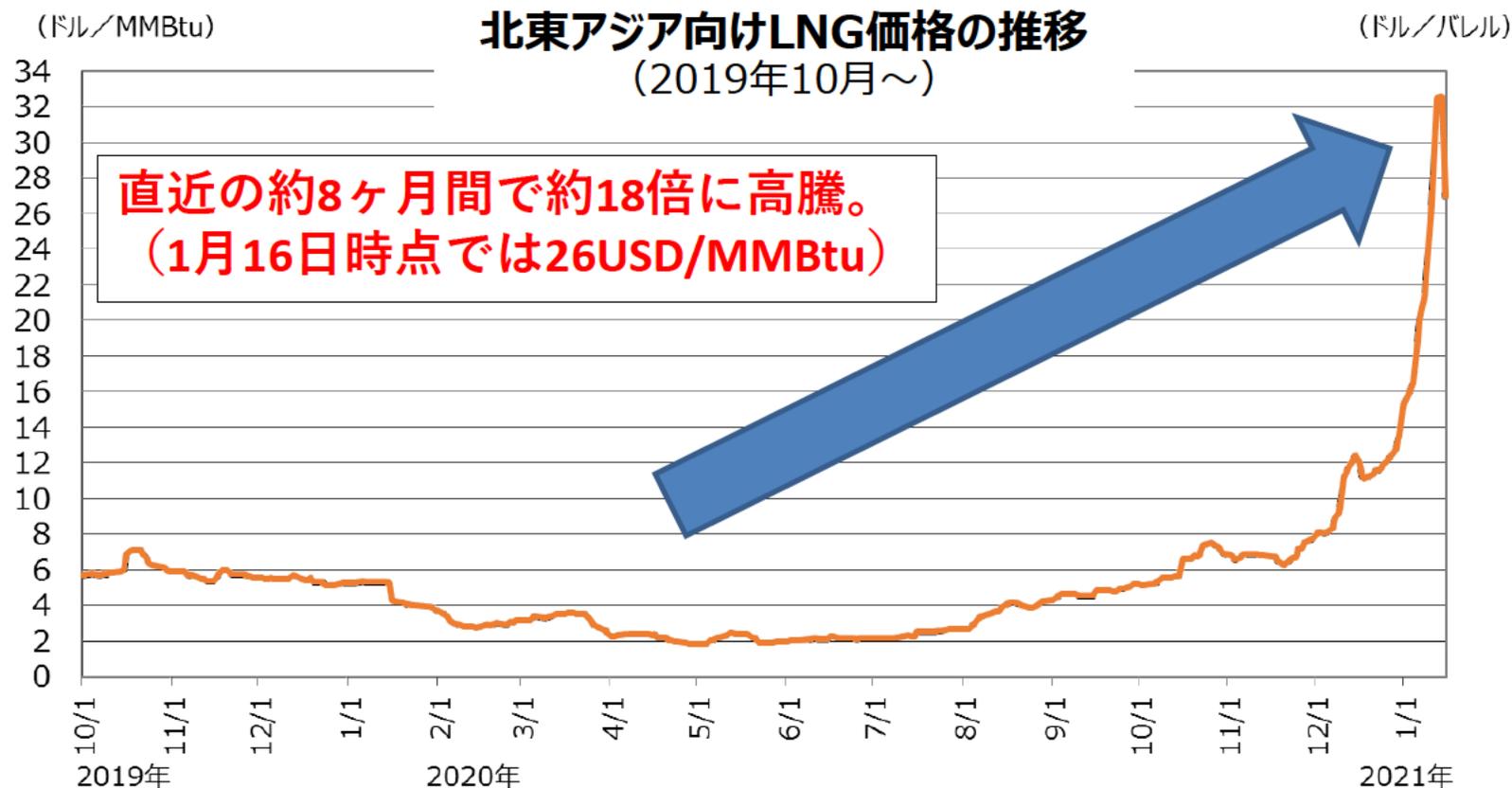
- 12月1日～1月22日の間で、一日平均73百万kWの停止・出力低下が発生。
- HJKS上でのユニットの停止・出力低下については、12月末から1月初めにかけて増加。同期間において、LNG火力が占める割合が増加していた。

停止・出力低下量(2020年12月1日～2021年1月22日)



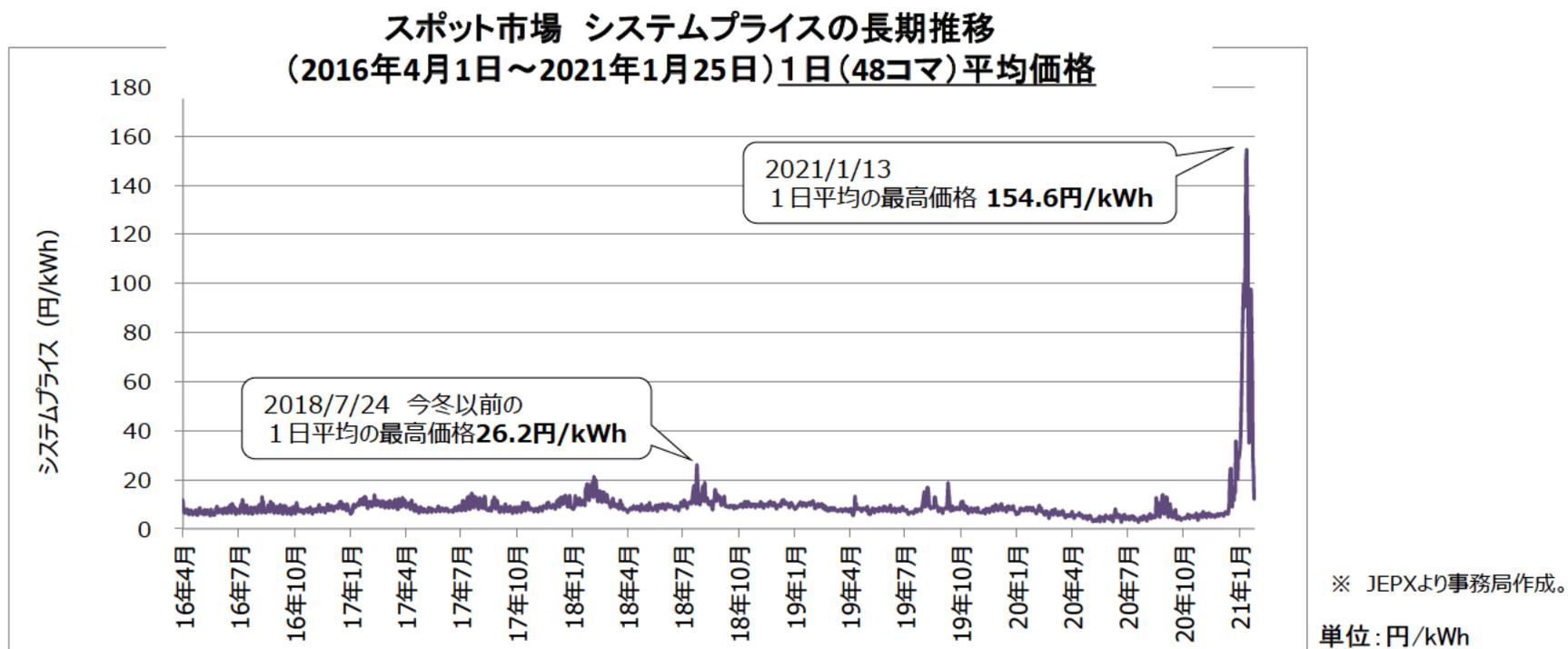
	12月20日	12月21日	12月22日	12月23日	12月24日	12月25日	12月26日	12月27日	12月28日	12月29日	12月30日	12月31日	1月1日	1月2日	1月3日	1月4日	1月5日	1月6日	1月7日	1月8日	1月9日	1月10日	1月11日	1月12日	1月13日	1月14日	1月15日	1月16日	1月17日	1月18日	1月19日	1月20日	1月21日	1月22日
停止・出力低下量	71	68	66	67	70	72	84	82	81	85	87	87	88	88	86	77	71	67	65	61	65	71	71	63	68	71	70	72	72	69	68	66	68	69
内、LNG火力	16	13	12	12	15	15	25	25	26	28	30	30	32	32	29	23	20	18	15	12	14	20	19	12	15	17	17	19	19	15	14	13	16	17
LNG火力が占める割合	22%	19%	19%	19%	21%	21%	29%	31%	31%	33%	35%	35%	37%	37%	34%	29%	28%	27%	23%	20%	22%	28%	27%	19%	23%	24%	24%	26%	26%	22%	20%	20%	24%	24%

- 昨年末より北東アジア向けのLNG価格が急騰中。主な要因は以下。
 1. 北東アジア域内の寒波による暖房需要増に伴う日中韓等によるLNG需要の増加。
 2. 昨年秋以降の世界各地のLNG供給設備（米国、豪州、北欧など）のトラブル多発による北東アジア向けLNG供給量の低下。
 3. パナマ運河の通峡船の渋滞による北東アジアへの輸送日数の長期化。



1-1.卸市場価格状況①（スポット市場システムプライスの推移）

- 2020年12月中旬以降、スポット市場価格が高騰。1月に入り、1日（48コマ）平均で100円/kWhを超える日も出ており、1月13日には1日平均の最高価格154.6円/kWhを記録。
- この背景としては、寒波の到来に伴う電力需要の増加や、燃料在庫の減少に伴うLNG火力の出力低下等の要因が考えられる。

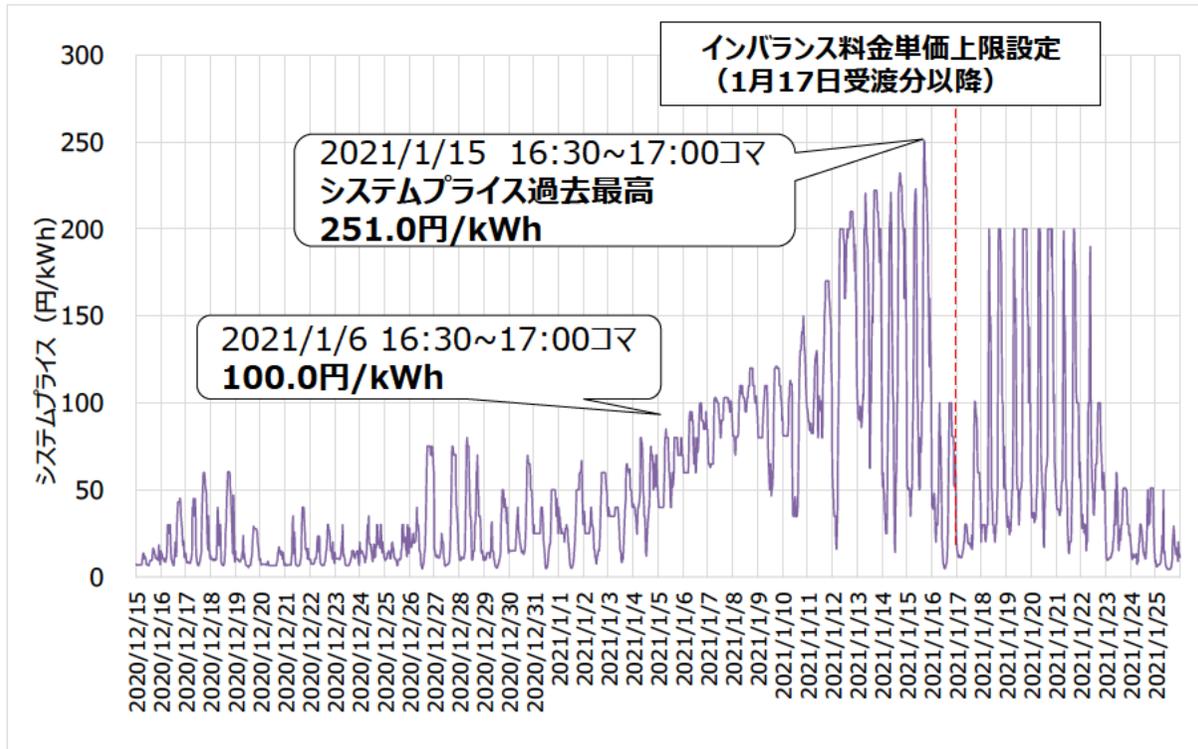


	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (~1/25)
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	12.1
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0

1-1.卸市場価格状況② (システムプライス詳細)

- 1月に入り、コマ毎のシステムプライスについて、**1月15日に過去最高値の251円を記録。**
- 1月15日に**インバランス料金単価の上限を200円/kWhに設定後**（1月17日受渡分以降）、それ以前と比して**1日平均の価格は低下。**

スポット市場 システムプライスの推移
(2020年12月15日～2021年1月25日)コマ毎価格



※ JEPXより事務局作成。

スポット市場 システムプライスの推移
(2021年1月6日～1月25日)詳細

日付	システムプライス 1日平均価格	システムプライス 最高価格	100円以上コマ数 (内、200円以上)
2021/1/6	79.38	100.00	1 (0)
2021/1/7	89.82	103.01	22 (0)
2021/1/8	99.90	120.02	32 (0)
2021/1/9	91.69	121.00	22 (0)
2021/1/10	90.46	150.00	22 (0)
2021/1/11	117.39	170.20	29 (0)
2021/1/12	150.25	210.01	36 (19)
2021/1/13	154.57	222.30	37 (17)
2021/1/14	127.51	232.20	29 (16)
2021/1/15	127.40	251.00	28 (14)
2021/1/16	48.51	100.1	6 (0)
2021/1/17	34.97	101.1	2 (0)
2021/1/18	77.20	200.0	15 (2)
2021/1/19	97.62	200.0	22 (6)
2021/1/20	97.62	200.00	19 (8)
2021/1/21	77.90	200.00	17 (2)
2021/1/22	62.71	190.00	11 (0)
2021/1/23	29.14	60.00	0 (0)
2021/1/24	23.01	51.00	0 (0)
2021/1/25	12.08	50.00	0 (0)

合計 350(84)

- 強烈な寒波の中、安定供給確保等に万全を期すため、様々な取組を行っている。

対応状況

- 各電力会社において、日ごろ稼動していない老朽火力も含め、あらゆる発電所をフル稼働
- 電力広域機関から全国の発電事業者に対し、発電設備の最大出力運転を指示
- 需給状況の厳しい電力会社に電力を融通するよう、電力広域機関が全国の電力会社に指示するとともに、地域間連系線の運用容量を拡大
- 経産省からガス会社に要請するなど、燃料在庫が少なくなっている電力会社に余剰在庫を融通
- 電気事業連合会・電力会社や電力広域機関のHPにおいて、できるかぎり電気の効率的な使用に努めていただくよう協力依頼
- スポット市場価格高騰への対応として、2022年4月に予定していた需給逼迫時のインバランス料金の上限価格（200円/kWh）を前倒して導入
- 電力・ガス取引監視等委員会において、今般の電力の卸市場価格の高騰に対する相談窓口を設置

- 今般の電力需給及び市場価格の動向を踏まえ、例えば、以下のような論点について、検証・議論を行っていくことが必要ではないか。

◆ 燃料調達の在り方を含めた安定的な電力供給量の確保の在り方

- 燃料調達計画及び燃料確保の在り方
- 燃料逼迫時の事業者間・業界間連携の在り方 等

◆ 供給能力確保の在り方

- 発電・小売事業者の役割（スポット市場を通じた供給能力確保や供給計画のあり方）
- 需要予測の在り方、予備率の考え方
- 容量市場の役割
- カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けた電源投資確保の方策
- カーボンニュートラルを目指していく中での火力電源等の高い調整力・供給力を持つ電源の在り方（非効率石炭フェードアウトと容量確保の整合性確保含む） 等

◆ 需給逼迫時を含めた広域的な安定供給確保に向けた運用面の在り方

- 電力広域機関の役割や電気事業者の広域協調の在り方
- 送配電事業者と発電・小売事業者の連携の在り方 等

◆ より効率的に安定供給を確保するための電力市場の在り方

- その時点の電気の価値をシグナルとして発信できる適切な市場価格形成に向けた入札の在り方
- 需要側の反応、DR・アグリゲーターの役割の在り方
- 適切な情報公開の在り方
- 小売事業者の事業リスク管理のための先渡市場・先物市場・BL市場やスポット市場活用の在り方
- 一般送配電事業者のインバランス収支の在り方 等

第29回 電力・ガス基本政策小委員会でいただいたご意見（容量市場関係）

- 容量市場がうまく機能したとしても、今回の需給逼迫には十分に対応できないのではないか。燃料付きのkW、つまりkWhを持つように義務付けるべきか、大変難しい問題。
- 電源の種類の多様化が大事。火力においても燃料の種類に多様化が必要。
- 今回の話は、現在の容量市場ではカバーしきれないのでは。kWはあるのにkWhを出せないときに、ペナルティの対象になるので良いのか考えていかなければならない。
- 容量市場が今後準備されたとしても、本当にそれだけでこのような事態に対処できるのかは考え直す必要がある。
- 容量市場では、今回のように需給逼迫が続いているにもかかわらず燃料が足りなくて発電できないというものを義務違反とする制度設計は可能と思うので、容量市場で対応できないとは言えないと思うが、容量市場以外の手当ても必要ではないかというのはその通り。
- 再エネのように気象に大きな変化を受けるものに頼りすぎると脆弱な需給構造になる。ミックスが重要。
- 容量市場に関しては、こういう事態をヘッジするために設けられたものだと思うが、kW市場なので、燃料がなければkWhは出ないわけで、備蓄に関しても容量市場と同時にkWhを出すために重要な指標。
- あらためてエネルギーや電源のミックスの重要性がはっきりした。しっかりと火力・原子力を持ちながらベストミックスを図っていくことが必要。火力の中の燃料の構成も多様化が必要。
- 容量市場で電源をしっかりと確保していくことが必要。kWをしっかりと確保しなければkWhも確保できない。ただ、DRで対応できない長期間の状況について、今の仕組みでいいのか、というのはよく考える必要がある。

今般の電力の需給逼迫を踏まえた容量市場の見直し

- 容量市場の見直しの検討を深めるに当たり、今般の電力需給の状況及び市場動向の影響として、例えば、以下のような点について、どのように考えるか。
 - 現行の目標調達量は、厳気象対応などを想定して算定しているが、十分かどうか。
 - 平時は稼働率が低いが、逼迫時に需給緩和に寄与した石油火力等の経年火力について、容量市場において他の電源と扱いを変えるかどうか。
 - 米PJMの需給逼迫の経験を踏まえたリクワイアメントを参考に、日本の容量市場においても相当厳しいリクワイアメントを設計してきたところ、今冬の需給逼迫を踏まえての見直しが必要かどうか。
 - 卸電力市場の長期的な高騰が今後も生じる場合、応札価格における他市場収益は増加すると考えられるが、事業者の算定方法によって額が大きく異なり得ることについて、どのように考えるか。

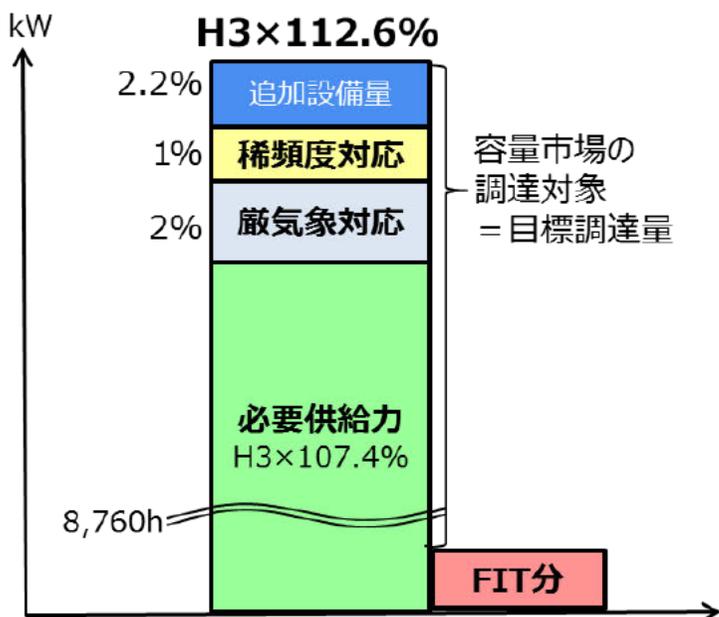
(参考)容量市場における目標調達量の考え方について

需要曲線（目標調達量や調達方法）に関するこれまでの検討

2020年10月
第43回制度検討作業部会

- 目標調達量は、これまでも確認してきた必要供給力の考え方を基に算定。
- 具体的には、東日本大震災以降、高需要期の電力需給を確認する「需給検証」では、厳気象H1需要×3%に稀頻度リスクを加えた供給力が確保されているが、これは平年H3需要×111%に相当。加えて、容量市場は年間を通じた供給力を調達するため、定期検査等による電源の稼働停止期間を踏まえた追加設備量1.6%を追加した**H3×112.6%**が**目標調達量**となる。
- これは、広域機関で検討を重ね、整理してきたもの。

【容量市場の目標調達量】



【主要国の目標調達量】

目標調達量（受渡年毎に変動）

米国
(PJM)

2023/24年受渡し分
需要×114.8%

英国

2023/24年供給力（寒冷対策のケース）
需要×(106.8~114.4%)
容量市場外での調達分を含む

(参考) 米国・PJMにおける大寒波を踏まえた容量市場の発展

- 2014年1月、米国（北東部・PJM管内）では、零下10度に達するほどの大寒波が到来。
※PJMの平均的な卸取引価格は、40～50ドル/MWhであるが、2014年1月末には日間平均で約500ドル/MWhに達している。
- 当時、米国は、老朽石炭火力を廃止し、ガス火力へのシフト及びデマンドレスポンス普及への転換期。 ※米国における石炭火力とガス火力の発電量は、2016年以降逆転。
- ガス市場や州間のパイプライン整備が発展途上の中、石炭や油の燃料不足、配管凍結等により、PJM管内の約22%（約4,000万kW）の発電所が稼働を停止（広範囲にわたる停電が発生）。
- こうした経験を踏まえ、PJMは、容量市場の制度を見直し、一定期間ではなく年間の全時間において極端な気象条件下を想定し、電源に対しては発電所が稼働できる状態を維持するなどのリクワイアメントを求めることとし、加えて、ペナルティ対応を強化（罰則金のレートや上限等）。またDRも同様に対応を強化。
- リクワイアメント達成の観点から、（電力事業者における）余裕をもたせた燃料計画策定のインセンティブに一定程度寄与。

【参考文献】 PJM：『Problem Statement on PJM Capacity Performance Definition(2014.8/1)』、資源エネルギー庁：『平成28年度電力系統関連設備形成等調査事業』 他

(参考) 安定電源のリクワイアメントと燃料制約

- 我が国の容量市場のリクワイアメントについては、米国・PJMにおける事例も参考として検討を行った。
- 容量市場のリクワイアメント（安定電源）には、
 - 供給力の維持
 - 発電余力の市場応札
 - 電気の供給指示への対応などを設定し、**需給逼迫時には、いずれも燃料制約を理由として、市場応札や電気の供給指示への対応が免除されることはない。**
- 事業者には、ペナルティ回避のために、需給逼迫時に備える意識が働く。したがい、燃料制約に起因するkWh不足等には、容量市場のリクワイアメントが一定程度の効果をもたらすと考えられる。

(例)

経済的ペナルティの計算式（電気の供給指示への対応）

$$\text{ペナルティ額} = \frac{\text{容量確保契約金額（円）} \times \text{リクワイアメント未達量（kWh）}}{\text{容量確保契約容量（kW）} \times \text{1年間で需給逼迫の恐れがあると想定される時間}^* \text{（h）}}$$

※2024年度は30時間

・なお、ペナルティが発生した場合は容量拠出金が減額されることになる

(参考) 容量確保契約約款 (抜粋)

第13条 リクワイアメント

容量提供事業者は、契約電源について、以下の各号に定めるリクワイアメントを達成しなければならないものとします。

① 電源等の区分が安定電源の場合

<中略>

(2) 供給力の維持

実需給年度において、契約電源をアセスメント対象容量以上の供給力を提供できる状態を維持すること

ただし、容量停止計画を提出する場合は、180日相当を上限に、契約電源の停止またはアセスメント対象容量以下の出力を認めるものとします

(3) 発電余力の市場応札

実需給年度において、容量停止計画が提出されていない時間帯に小売電気事業者等が活用しない余力を卸電力取引所等に応札すること

ただし、以下のいずれかに該当する場合、卸電力取引所等に応札する量を減少できるものとします

<中略>

ii 燃料制約等の制約がある場合（ただし前日以降の需給バランス評価で需給ひっ迫のおそれがあると判断された時間帯は除く）

(4) 電気の供給指示への対応

実需給年度において、前日以降の需給バランス評価で需給ひっ迫のおそれがあると判断された場合に、

属地一般送配電事業者からの電気の供給指示に応じて、ゲートクローズ以降の発電余力を供給力として提供すること

② 電源等の区分が変動電源の場合

<中略>

(2) 供給力の維持

実需給年度において、契約電源をアセスメント対象容量以上の供給力を提供できる状態を維持すること

ただし、容量停止計画を提出する場合は、180日相当を上限に、契約電源の停止またはアセスメント対象容量以下の出力を認めるものとします

1. 今般の電力需給の状況及び市場動向の影響について
2. 来年度オークションに向けた対応について
 - (1) 入札価格の妥当性の確保
 - (2) 小売事業環境の激変緩和
 - (3) オークション結果の情報公開

入札価格の妥当性の確保

- 前回の本部会では、ガイドラインに沿った費用等の算定がなされることを担保する仕組みとして、一定の価格以上の入札については事前チェックを求めることについて方向性の確認をいただいた。
- また、他市場収益の考え方についてさらに検討を深めていくことと整理させていただいた。
- 本日は、維持管理コストにおける他市場収益の算出方法について、事例を示すとともに、ガイドラインにどのように明確化するのか、ご議論をいただきたい。

(参考) 入札価格の妥当性確保に関する主なご意見

第45回 (12/24)

- ガイドラインもそうだが、監視のやり方を変えるということも含め考えていただきたい。具体的にいうと、事前監視とかいうことも一定程度入れることも積極的に考えていただきたい。
- 入札価格の妥当性について、行政コストを踏まえつつ一定の価格、例えばNetCONEを上回る入札については事前のチェックを求める得ということは、きちんと運用することでかなり有効に動くのではないか。
- 各社他市場収益をどういふ風な前提条件で算出するのか、今回の整理の中でぜひ例示としていただければと思っている。
- 他市場収益について、各事業者が他市場収益を算定する考え方について、稼働と市場価格の想定になるかと思うが、各社がどのくらい違うのかモニタリングし、どういふ状況になっているか開示可能な方法で是非関係者共有できる形にしてあげればと、そうすることで、より妥当性を確保していくことに繋がるのではと考えている。
- 入札価格の妥当性の確保の観点で、他市場収益の考え方を明確化する方向には異論はないが、燃料価格や市場価格は事業者ごと独自に想定するため、相当に幅があるのではないか。まずは具体的な算定方法の事例やあきらかな間違った算定方法を整備する対応が現実と思う。
- 事前チェックについて、入札ガイドラインを見直しいくことや、事後監視をしていくことを考えれば、現時点でそこまで必要なのかを思う。事前チェックによって生じる実務負担や、実質的に入札期限が前倒しとならないか懸念。

第44回 (11/27)

- 入札価格を決める際の他市場収益の考え方も検討すべき。
- 維持管理コストの算定方法について、卸価格や燃料価格など前提となる考え方も明確化すべきではないか。
- 入札価格について、現在は監視委に事後的に確認してもらっているが、場合によっては事前のチェックや、ある程度の価格は登録制にするなども、行政コストを考えなければあり得る方法ではないか。

第43回 (10/13)

- (応札価格が14,137円/kWの電源の維持管理コストの平均値について) 他市場収益が安すぎる印象。
- 維持管理コストに計上できるものが何か、定義を厳密にすべきではないか。海外の事例では、その発電所固有のコストを計上する場合、市場の監視機関に事前にデータを提出し、許可を受けると聞いている。入札後のコストレビューだけでなく、事前の方法も検討すべきではないか。

入札価格の事前確認制に関する論点

(1) 対象事業者

- 現行の容量市場に関する入札ガイドラインは、監視対象を大手電力など支配的事業者に限定している。
- こうした中で、新たな入札価格の事前確認制の対象について、監視対象の限定を踏まえて、支配的事業者のみとすることについて、どのように考えるか。あるいは、すべての事業者とするか。

(2) 基準価格

- 事前確認対象の電源を広くすると、制度の透明性・信頼性が向上する一方、確認に係る行政コストが上昇するため、対象は一定額以上の入札を予定する電源としてはどうか。
- その場合、NetCONEの趣旨を踏まえ、例えば、NetCONE（約9,500円/kW）を基準とすることについて、どのように考えるか。

(3) 手続

- 基準価格以上で入札を行おうとする事業者は、入札日の一定期間前までに、根拠資料等を添えて、電力・ガス取引監視等委員会に入札予定価格を届け出ることとしてはどうか。
- 電力・ガス取引監視等委員会においては、入札ガイドラインに即した確認作業を行い、確認の結果、不適切と思われる費用が計上されていた場合は入札予定価格の再届出を求めた上で、入札日の一定期間前までに価格の妥当性について回答することとしてはどうか。

※具体的なスケジュールや手続については引き続き検討。

他市場収益の考え方（算出方法の事例）

- 従前、本部会において、（応札電源の）他市場収益に係る算出方法について、より詳細な情報を求める声をいただいたところ。
- 他市場収益及び監視手続の例については、2020年10月の本部会における価格つり上げの監視結果として、電力・ガス取引監視等委員会より、報告いただいたが、今般、これまでの議論を踏まえて、他市場収益の内訳ごとに具体的な事例について情報提供いただいた。

他市場収益内訳(4項目)	事例
kWh価値	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 外部機関から購入しているコマ毎のスポット市場想定価格と限界費用を比べ、市場価格が限界費用を上回る時間帯の利益分をkWh価値として算出。 ➤ 直近過去3年の「スポット市場収入－限界費用」の実績平均を基に算出。
ΔkW価値	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 直近過去3年の調整力公募実績の平均を基に算出。 ➤ 2019年度の調整力公募実績を基に算出。
非化石価値	<ul style="list-style-type: none"> ➤ FIT非化石証書の最低単価（1.3円/kWh）× 供給計画ベースの発電量を基に算出。 ➤ FIT非化石証書の最低単価（1.3円/kWh）× 直近過去3年度における発電量実績平均を基に算出。
相対取引	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 将来見通し情報も参考にしつつ、過去実績を基に、単価と発電量を想定し算出。

※一般的に、既設電源に関しては、発電事業者間の相対的な競争環境の観点から、既に相対契約を締結している等、運転を継続することが確実な電源は落札の確実性が重視されると考えられる。新設電源についても、実需給の4年前時点で実質的な投資判断が行われている電源については、その判断に際して、容量市場に加え、相対契約やスポット市場等で十分な収益を得られることを見越していることが想定され、確実に約定する価格で入札することが予想される。

そのため、維持管理コストは「電源を維持することで支払うコストから電源を稼働することで得られる他市場収益を差し引いた額」であり、応札価格が低いほど落札の可能性は高まることから、通常、他市場収益を低く想定するインセンティブは働かないものと考えられる。

他市場収益の明確化について

- 他市場収益の算定における市場価格や限界費用の考え方は、その性質を踏まえると事業者ごとに必ずしも共通するわけではない。そのため、ガイドラインへの明確化にあたっては、基本的には、ある程度幅を持った形で例示を示すこととしてはどうか。

- 「容量市場における入札ガイドライン」の修正（赤字：追加箇所）
（3）（イ）②「他市場収益」を明確化する

容量市場以外の市場（相対契約を含む）から収益が得られる場合には、これらの他市場から得られる収益から対応する限界費用（燃料費等）を差し引いた額によって他市場収益を算定することが適当である。他市場収益を見積もるに当たって一律に算定方法を定めることは困難であるが、容量市場の趣旨に鑑み、市場支配的事業者は合理的に見積もり可能な範囲で算定することが適当である。例えば以下の項目を含めて算定することが考えられる。

kWh価値	将来予測や過去実績を用いた市場価格と限界費用の差分（利益分）を基に算定
Δ kW価値	過去の調整力公募実績を基に算定
非化石価値	非化石価値取引市場の過去約定価格に、供給計画ベースの発電量、または、過去の発電量実績平均を基に算定
相対取引	過去実績を基に、単価と発電量を想定し算定

1. 今般の電力需給の状況及び市場動向の影響について
2. 来年度オークションに向けた対応について
 - (1) 入札価格の妥当性の確保
 - (2) 小売事業環境の激変緩和
 - (3) オークション結果の情報公開

小売事業環境の激変緩和についての課題の整理と対応方針

- 電力・ガス取引監視等委員会からの報告を踏まえれば、逆数入札により実際に必要な額を上回る価格となった一部の応札により約定価格が引き上げられたことが課題だったと考えられる。
- 同委員会が行った、経過措置・逆数入札がなかった場合のシミュレーションによる約定価格（10,488円/kW）は、実際の約定価格を3割近く下回るものであった一方、現行の経過措置も一定の小売の負担軽減効果があったことが確認されている。
- このため、逆数入札を反映した今回の約定総額を踏まえながら、小売負担を抑制しつつ、電源維持のために必要なコストを確保する方法を検討すべきと考えられる。
- 具体的には、逆数入札が入札価格を引き上げることとなったという点で課題があったことから、現行の経過措置をいったん廃止し、あわせて、こうした課題が生じない新たな激変緩和措置を講じることとしてはどうか。

(参考) 小売事業環境の激変緩和措置に関する主なご意見 (制度検討作業部会) (1/2)

第45回 (12/24)

- 軽減された額というものが、実際にもともと控除という格好で出てきたものに比べて、はるかに小さなものになったこと踏まえて議論しているということは、是非忘れないようお願いしたい。
- 約定価格周辺の落札電源以外のものについて、支払額を減額する考え方は、若干短絡的な解決策ではと考える。容量市場のコストを下げる点では思いつくが、入札行動を歪める気がする。
- 約定価格よりもかなり下の部分で減額していくとなると、入札行動が変わってくる可能性があり、この辺りは市場設計を歪めかねないため、慎重な検討いただきたい。
- シミュレーションからわかることは、今回の経過措置では、約定総額を1割程度引き下げる効果しか逆になかったと思っている。議論した中で手当した経過措置ではあるが、制度導入当初に想定していた水準へ引き下げていただければ、具体的な検討をお願いしたい。
- 結果的に10%以下の効果しかなかった点も考慮いただき、来年度以降の軽減措置を決定いただきたい。また、減額対象については、必要以上に電源の退出を促すことがないような、配慮が大切だと思っているが、約定価格周辺の落札電源を減額対象外とする条件設定によっては、事業者行動として高値入札を行うインセンティブが生じるおそれがあるため、制度が事業者行動に与える影響を考慮して、検討を進める必要があると考えている。加えて、仮に減額対象外の条件が約定価格周辺のみとなると、古い電源が残り、新しい電源に退出圧力がかかってしまうおそれもあるため、容量市場の趣旨にそって市場原理を通じた電源の新陳代謝が適切に行われるよう検討いただきたい。
- 小売事業者の激変緩和について、既に負担軽減のための経過措置を設定した上でのオークションの結果を受け、埋没供給力の反映や維持管理コストの整備が行われるところであり、約定価格を適切なものにする手当は実施していると思っている。その上でさらに小売負担軽減措置が本当に必要なのか、慎重が検討いただきたい。容量市場は発電事業者の投資回収の予見性を高め、電源に適正な対価を支払うことで中長期的な安定供給を確保することが制度趣旨。これを念頭においた検討をお願いしたい。
- 容量市場の結果を受けて、必要以上の退出に繋がりがねない電源を対象外とすると記載されている。結果を受けて減額を判断すると、発電事業者にとってなぜ減額されるのか理屈がないように思う。減額できそうなところから減額してしまおうという発想は、容量市場への信頼を損ないかねず、供給力確保にも悪影響が出るのではないかと懸念。また、同一kWに同一支払という原則が崩れることも考えられる。
- 減額対象の検討にあたって、電源維持、退出を促すことにならないかを念頭において、検討する必要がある。
- 市場の結果が出た後に事後的に軽減額を操作して決めるということは、市場の在り方としてはどうかと。検討いただきたい。

(参考) 小売事業環境の激変緩和措置に関する主なご意見 (制度検討作業部会) (2/2)

第44回 (11/27)

- 初回オークションでは10%以下の効果しかなかった事を踏まえた見直しを。
- 経過措置と逆数入札はセットで議論を。

第43回 (10/13)

- 監視委のシミュレーションを踏まえ、適正な約定価格は10,488円ではないか。この価格で約定させ、さらに控除率を加味するのが合理的ではないか。
- 新電力にとっての激変緩和措置とは、経過措置があっても逆数入札がない制度。控除率を維持または拡大することもあり得る。あるいは別の措置を入れ、現行の制度は両方なくすのも一案。
- 10,488円がマーケットの適正価格と理解。それ以下の電源にまで、今回の約定価格の14,137円の支払いが必要なのか。逆数入札があっても合理的な価格形成の検討を。
- 10,488円をシングルプライスの約定価格とし、それ以上のコストがかかる電源は分けてはどうか。
- シングルプライスに例外を認める案も検討の余地あり。

第42回 (9/17)

- 結果を見てルールを変えるということについても一定の慎重さが必要。
- シングルプライスで全部取るというのがよかったかは今後考えていかなければならない。
- 約定した逆数入札の電源を今回の価格で約定させて、それ以外の約定電源は、逆数入札の電源を除いた場合のプライスとするような価格決定処理というものは、皆さんの合意の下で再考できるのではないか。まずは限定的なマルチプライス方式を適用した場合、約定価格の変化を確認いただきたい。
- 容量市場の制度の趣旨、電力価格の安定化など、毀損しないように逆数入札については改めて検討を行うことに賛同させていただきたい。
- シングルプライス貫くのかどうかは、一つ大きな検討課題。全体に影響するシングルプライスの約定価格は、逆数入札をした電源の影響を受けないようにしつつ、真に必要な電源に限り維持管理に最低限必要なコストが支払えるために、一部マルチプライスを併用する方法も有益。
- 今回の結果が経過措置そのものの政策目的と逆の結果になったことを踏まえ、経過措置の在り方についても検討をお願いしたい。

(参考) 経過措置及びその対象電源の逆数入札のあり方

容量市場2020年度メインオークションに係る
監視の中間報告 (抜粋)

2. 来年度に向けて検討すべき事項

〔1〕経過措置及びその対象電源の逆数入札のあり方

- ・ 今回のオークションにおいては、小売事業者の負担を軽減する観点から、2010年度末までに竣工した電源については、経過措置として契約額を58%に減額することとされた。それとあわせて、その経過措置対象となる電源については、それを維持するために必要な金額を確保する機会を与えるため、その割引分の逆数を乗じて入札すること(逆数入札)も認めることとされた。
- ・ 今回のオークションの入札結果を分析したところ、約定価格近傍の入札電源の多くが、経過措置対象かつその割引分を逆数入札したものであった。その結果、入札曲線(供給曲線)は、各電源を維持するために必要な額を上回る曲線となり、約定価格(入札曲線と需要曲線の交点)は、その電源を維持するために必要な金額ではなく、それに割引分の逆数を乗じた価格(実際に必要な額を上回る価格)となっていた。
- ・ このように、今回、経過措置対象となる電源に逆数入札を認めたことは、それを維持するために必要な金額を確保する機会をあたえる観点から合理的なものであったが、結果として、入札価格を引き上げることとなった。

こうしたことを踏まえ、経済産業省及び電力広域的運営推進機関は、来年度のオークションに向けて、経過措置及びその逆数入札のあり方について、改めて検討を行うことが適当である。

(参考) シミュレーション結果

- 2020年度容量市場メインオークションの結果を踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会において、以下2パターンのシミュレーションを行った。
 - ①逆数入札・経過措置のいずれもなかった場合
 - ②逆数入札されていない電源のうち、最も高額となった落札電源を約定価格とする場合
- 結果、①は約定価格10,488円/kWとなり、約定総額としては約1,400億円の増額となった。②は約定価格、約定総額に影響がなかった。

資料3-1より抜粋

ケース1：経過措置なし、かつ、逆数入札なしの制度とした場合

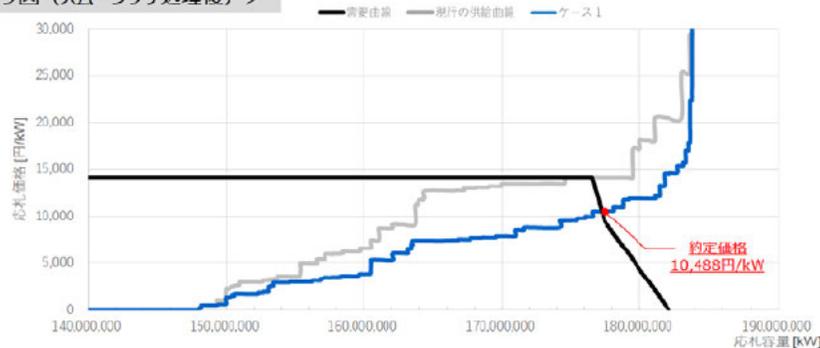
【前提条件】経過措置なし、逆数入札なし

✓ 全ての入札電源が、逆数入札なしで入札を行うと仮定。注

【試算結果】

- 約定価格：10,488円/kW、約定量：約1億6,590万kW（FIT分除く）
- 約定総額：約1兆7,400億円（現行との差額約+約1,413億円）

<イメージ図（スムージング処理後）>



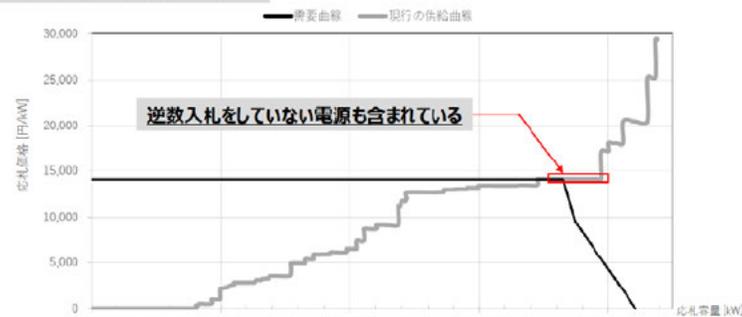
注：応札価格は、「実際の応札価格に経過措置係数を乗じた数値」と仮定。ただし、一部の電源については、監視で入手した「維持管理コスト」を応札価格と仮定。

ケース2：委員・オブザーバーより提案のあった約定処理を採用した場合

- これまでの本作業部会において、委員・オブザーバーより、以下の約定処理の提案があった。
 - 逆数入札した電源が約定価格となる場合には、それよりも低い逆数入札していない電源を約定価格として、以降の逆数入札した電源にマルチプライスを適用する。
- 今回のオークションにおいては、約定価格14,137円/kWとなった電源の中に、逆数入札をしていないものもあったため、上記の約定処理を適用した場合でも、約定価格は変わらない。

※当委員会は、これら電源の維持管理コストが14,137円/kWを上回っていることを、価格つり上げの監視の中で確認。

<イメージ図（スムージング処理後）>



激変緩和措置の態様（減額方法の考え方①）

（減額方法） ※現行の経過措置・逆数入札に替わる新たな措置

- 小売事業環境の激変緩和措置として、時限的に電源等に関する支払額を減額する場合、①電源等の経過年数に応じて減額する方法と、②入札価格等の入札内容に応じて減額する方法がある。
- 両者は必ずしも相容れないものではなく、重ねて適用することも考えられるが、両者の関係について、どのように考えるか。

（電源等の経過年数に応じた減額）

- 電源等の経過年数に応じて減額する場合、例えば、運転開始後一定年数を経過した電源に対する支払額を一定比率減額することが考えられる。
- これは、前回オークションにおいて、2010年度以前に運転を開始した電源に対する容量確保金の支払額を減額したことと親和性を有する。
- 基準となる年数としては、例えば、15年（減価償却期間）や40年（一般的な運転期間）があり得るが、何年が妥当と考えられるか。
- また、減額の規模感について、どのように考えるか。

激変緩和措置の態様（減額方法の考え方②）

（入札内容に応じた減額）

- 入札内容に応じて減額する場合、①入札価格が約定価格の一定比率（ex. 9割）を下回る電源を減額する方策と、②目標調達量の一定比率（ex. 最大需要の100%まで）を下回る電源を減額する方策があるが、どのように考えるか。
- 入札価格ベースの場合、減額幅は事前に明確になるが、減額される電源の量が入札結果に左右される。一方、目標調達量ベースの場合、減額される電源の量は事前に明確になるが、減額幅が入札結果に左右される。
- 入札者から見た場合、いずれにおいても減額後の受取額は入札価格を下回らないが、どちらが入札行動により大きな影響を与えると考えられるか。
- なお、いずれにおいても入札価格が上振れするのでないかとの懸念もあるが、新たに導入する一定額以上の入札予定価格の事前確認制により、そうした懸念は一定程度緩和することができるのでないか。

(参考) 激変緩和措置 (減額方法の考え方) のイメージ

電源の経過年数
に応じた減額

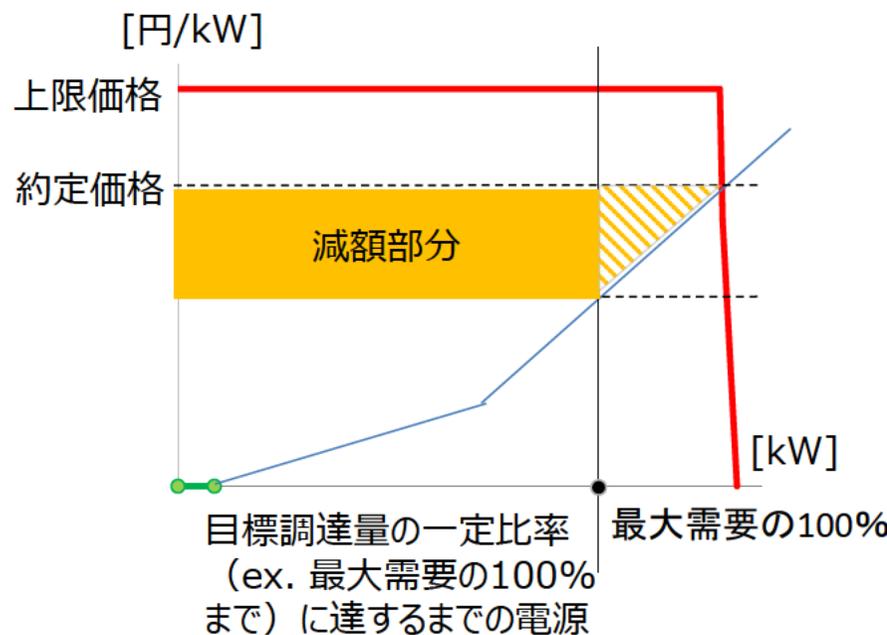
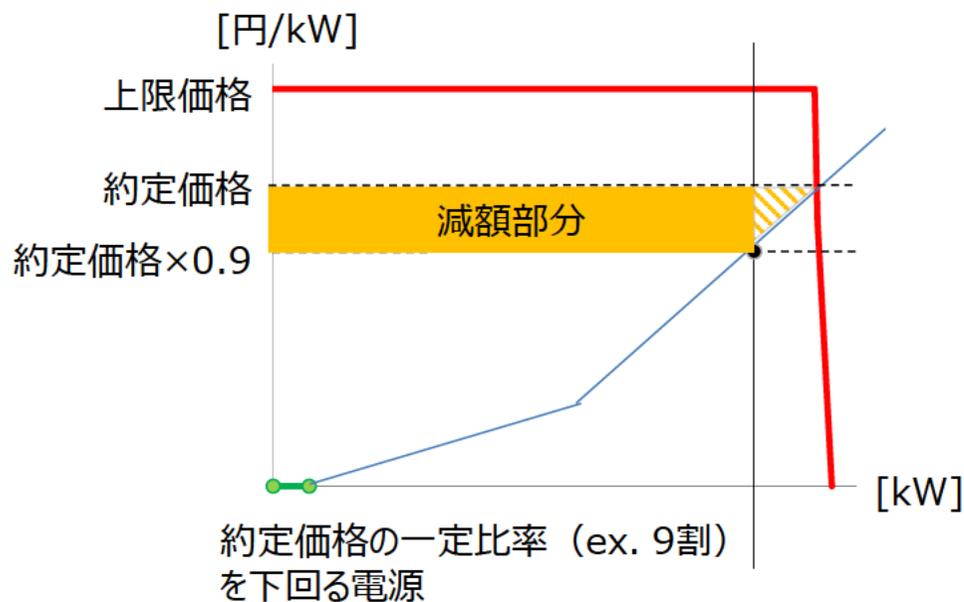
運転開始後一定年数を経過した電源に対する支払額を一定比率減額

入札内容に
応じた減額

価格に応じた減額

or

量に応じた減額



1. 今般の電力需給の状況及び市場動向の影響について
2. 来年度オークションに向けた対応について
 - (1) 入札価格の妥当性の確保
 - (2) 小売事業環境の激変緩和
 - (3) オークション結果の情報公開

オークション結果の情報公開について

- 前回は、オークション結果の情報公開のあり方についてご議論いただいた。情報公開については、これまでの本部会において、**制度の透明性を高める観点**から、情報公開のあり方について検討を進めているところ。
- これまでの議論の中では、小売事業者が負担する対価を受け取るため、**可能な限り広く公表すべき**という意見がある一方で、**地元との関係への影響を懸念**する事業者側からの意見や、**透明性の向上は重要**であるが、どこまでの情報を開示するのか見極めが重要。**個別の電源の情報開示は慎重な検討すべき**という意見もあった。
- こうした点を踏まえて、本日は、**オークション結果の情報公開の具体案**について御議論いただきたい。

(参考) オークション結果の情報公開に関する主なご意見

第45回 (12/24)

- 落札できなかったことが一般公開された場合、説明が完了していない地元関係者の強い反発を招く可能性があることについて、**落札できなかったのは市場の責任であり、事業者説明負担が減ることになるのではないか。**
- 情報開示について、**透明性の向上は重要**であるが、どこまでの情報を開示するのか**見極めが重要**。**個別の電源の情報開示は慎重な検討をお願いしたい。**
- オークションの情報公開の件について、地方自治体とは既に議論になっており、2024年は落札したのであれば、2024年までは動くのかと、**毎年公開情報を見ていれば分かるのか**とのコメントが来ている。
- **4年前の情報が公開**されているということに関しては、**地元対応について大きな混乱**をしているという実態。

第44回 (11/27)

- 情報公開に対する懸念は、競争上の利益を保護するためなのか、運営面での問題なのか。例えば、公表の仕方を工夫し、**発電所の規模を大、中、小とする。または、時間をおいてから（例えば2年後）公表**することで、懸念は緩和されるか。
- 諸外国以上に、情報公表の価値が高い。**積極的に開示することを前提に、利益と弊害を両方考えて、どこまで公表するか考えるべき**ではないか。
- ファイナンスの観点から、情報開示には注意が必要。**広く一般にまで情報を公表することへのメリットデメリットは慎重に議論**すべき。
- **競争上、特に不利に働かないのであれば情報公開は進めていくべき**。事業者によく確認する必要がある。

第43回 (10/13)

- 情報開示については、小売事業者への措置と社会全体に対する措置が存在。（後者について）制度の目的や意義を正しく理解いただく必要があることから、可能な限り情報開示していくことが必要。市場の透明性にもつながる。
- **個別発電所の落札有無について、小売側に情報がないと交渉が難航する恐れ**がある。調達価格の分析の観点からも、ぜひ透明化いただきたい。

情報公開の具体案

- 情報公開のあり方としては、個別電源毎に参加事業者や落札情報について広く一般に公開する方法（A案）と、電源が特定されないように公開する方法（B案）がある。
- これまでの本部会においても、以下のような両面の意見をいただいている。
 - ・容量市場の目的・意義を国民全体に正しく理解を求める観点から、可能な限り情報開示を進めることが必要。小売事業者に一定の負担をお願いしているなかで、積極的な情報公開が必要。今までの考え方を大きく変えるべき。
 - ・電源の休廃止を進めるにあたって、地元調整との関係で、大きな混乱を生じることとなる。
- 一回目のオークションの結果、最終需要家を含めて非常に大きな関心がもたれている中で、制度の理解を一層深めていく観点から、これまでの考え方から前に進んで、より積極的な情報公開を行うこと（A案）が望ましいのではないかと。

(A案)

参加事業者名	電源ID	落札容量
〇〇電力	00001	3万kW
△△電力	00002	5千kW
〇〇風力株式会社	00003	2千kW
・	・	・
・	・	・
・	・	・

(B案)

参加事業者名
△△電力
〇〇風力株式会社
〇〇電力
・
・
・

電源ID	落札容量
00001	3万kW
00002	5千kW
00003	2千kW
・	・
・	・
・	・

※表示方法はイメージ

- オークションの結果については、最大の利害関係を有する小売事業者に対し、相対契約の協議を目的とした場合に情報開示が行われることとなっているが、最終的に国民が負担する費用を受け取るのだから落札電源に関する情報を一般に公開すべきではないか、という声もある。
- 諸外国においても、どのような情報をどのような形で提供するか、対応は分かれており、例えば、イギリスは符号化されたユニットID毎に落札したかどうかを公表する一方、米PJMは、そうした情報を一切公表していない。
- 情報公開のメリット・デメリットについては、例えば、以下が挙げられるが、これらを踏まえて、情報公開のあり方についてどのように考えるか。
- デメリットを最大限抑制しつつ、メリットを享受する方策として、どのようなことが考えられるか。例えば、個別数字は明記せず一定の幅を持って示す、一定の期間がたった後に公表する、といった提案もあったが、どのように考えるか。

メリット

- 制度の透明性が高まる
- 入札結果に対する事業者の理解が深まる

デメリット

- 数年後の休廃止に向け、地元の自治体や関係者等の理解を得るために丁寧な対応を進めている中で、仮に落札されなかったことが一般に公開された場合、説明が完了していない地元関係者の強い反発を招く可能性がある。
- 企業固有の情報である市場でのポジションや事業戦略上の情報が明らかになってしまう
- 競争情報の入手により、保有電源が少ない事業者と比べて、市場支配力の強い事業者が競争上優位になるおそれがある。

(参考) 諸外国等の情報公表について

2. 容量市場の情報公開・フォローアップ (4) その他の情報公表について (相対契約の観点)

2019年2月 第18回容量市場の在り方等に関する検討会資料

- 情報公表に関連して、検討会等にて、電源の落札結果の公表は、容量市場導入後の相対契約先との交渉において小売電気事業者と発電事業者が対等な情報を持つために必要、と指摘されている。
- 相対契約の内容は、基本的に当事者限りの情報であること、また、容量市場における個別電源の落札結果は経営情報であるため、諸外国等においても落札結果を全て公表している事例はない。
 - ✓ PJMは、個別電源毎の容量オークションの落札結果は公表していない。
 - ✓ 英国は、個別電源毎の落札結果は、参加事業者、落札容量、ユニットIDを公表し、電源名を非公表としている。また、公表範囲は、容量市場で落札できなかった電源も含んでいる。

※英国は、電源等の容量市場での落札結果は、関係者のみにユニットIDで確認できる仕組みとなっている。

Appendix A – Results by CMU

参加事業者名	ユニットID	容量確保契約 締結有・無	新設or既設	落札容量	契約年数
Applicant Company	CMU ID	Capacity AG	CMU Classification	Capacity (MW)	Duration (Years)
Aegis Cloud Limited	ADL002	No	New Build Generating CMU	N/A	N/A
Aggreko UK Limited	Aggr15	No	New Build Generating CMU	N/A	N/A
Alkane Energy UK Limited	ARPPR1	Yes	Existing Generating CMU	4,302	1
Alkane Energy UK Limited	AUKNN6	Yes	New Build Generating CMU	15,126	15
Alkane Energy UK Limited	AUKNN7	Yes	New Build Generating CMU	7,563	15
Alkane Energy UK Limited	AUKNN8	Yes	New Build Generating CMU	5,672	15
Alkane Energy UK Limited	AUKPR1	Yes	Existing Generating CMU	8,197	1
Alkane Energy UK Limited	AUKPR2	Yes	Existing Generating CMU	3,155	1
Alkane Energy UK Limited	AUKPR3	Yes	Existing Generating CMU	4,302	1

参考：national grid, Final Auction Results T-4 Capacity Market Auction for 2021/2022, Appendix A より

(参考) 情報開示について

- 初回のオークション結果については、広域機関において、11月26日から相対契約の協議を目的とした情報開示の受付を開始。

3. 容量確保契約の情報開示 (2) 情報開示の受付方法と開始時期

2020年11月 第29回容量市場
の在り方等に関する検討会資料

6

- 情報開示は、**小売電気事業者と発電事業者が相対契約の見直し協議※を行うにあたり**、必要に応じて、相対契約に関係する電源に関して、**容量市場の落札状況を相互に確認**することを踏まえて、以下の手順により受付と回答を行う。
 - 相対契約を締結している小売電気事業者と発電事業者（容量提供事業者）は、相対契約の見直し協議にあたり、相対契約に関係する電源の落札結果の情報開示が必要かどうかを判断する。
 - 情報開示が必要となった場合、小売電気事業者より広域機関へ開示請求を行う。（小売電気事業者は、発電事業者より確認した電源等識別番号等をもとに開示請求を行う）
 - 広域機関は、小売電気事業者に対して容量確保契約の有無等の回答を行う。（広域機関は、発電事業者（容量提供事業者）に対して情報開示の確認を行った後に回答を行う）
- **情報開示の受付開始は2020年11月下旬を予定**。（詳細は別途案内）

※「容量市場に関する既存契約見直し指針（案）」において、既存契約の見直しについて協議を開始できない／見直しについての協議がまとまらない等）の場合については、電力・ガス取引監視等委員会におけるあっせん及び仲裁手続等も説明

【情報開示の回答イメージ】

<容量提供事業者名>

実需給 年度	電源等 識別番号	容量確保契約	契約容量 (kW)	容量 (V)
2024年度	0000000001	○	200,000	00
2024年度	0000000002	○	10,000	00
2024年度	0000000003	×	—	00
...				

* 容量提供事業者ごとに情報を開示

* 関係者間の相互承認により、識別番号に名称を付して請求も対応可（電源を特定して契約している場合等）